

УДК 622.243.1

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ СНИЖЕНИЯ СИЛЫ ТРЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН С ПРОТЯЖЕННЫМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ

Д. И. БАЙКОВСКИЙ

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Проведен комплексный анализ наиболее распространенных и современных методов снижения силы трения при бурении скважин с протяженным горизонтальным окончанием. Рассмотрены механические, технологические и химические методы. Особое внимание уделено перспективной технологии поверхностной осцилляции. Для каждого способа дана критическая оценка эффективности, преимуществ и технологических ограничений. На основе практического опыта и анализа доказывается, что несмотря на существование широкого арсенала технологий, ключевым и наиболее рентабельным методом является оптимизация траектории скважины на стадии проектирования планового профиля. Данный подход не требует прямых дополнительных капиталовложений в технологическое оборудование или реагенты. Отмечено, что он позволяет заложить основу для успешной и безаварийной проводки скважины, а также снизить или минимизировать зависимость от дорогостоящих компенсаторных технологий в процессе бурения.

Ключевые слова: сила трения, горизонтальное бурение, оптимизация траектории, осциллятор, буровой раствор, смазочные добавки, роторная управляемая система, коэффициент трения, проектирование скважин.

Для цитирования. Байковский, Д. И. Комплексный анализ методов снижения силы трения при бурении скважин с протяженным горизонтальным окончанием / Д. И. Байковский // Нефтегазовый инжиниринг. – 2026. – № 1 (4). – С. 52–61.

A COMPREHENSIVE ANALYSIS OF METHODS FOR REDUCING FRICTION FORCE WHEN DRILLING WELLS WITH AN EXTENDED HORIZONTAL END

D. I. BAYKOVSKY

*The Belarusion Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE “Production Association “Belorusneft”, Gomel*

Annotation. This paper presents a comprehensive analysis of the most common and modern methods for reducing friction when drilling wells with extended horizontal completions. Mechanical, technological, and chemical methods are considered, with particular attention paid to the promising technology of surface oscillation. Each method is critically assessed for its effectiveness, advantages, and technological limitations. Based on practical experience and analysis, it is demonstrated that, despite the existence of a wide range of technologies, the key and most cost-effective method is wellbore trajectory optimization at the planned profile design stage. This approach does not require direct additional capital investment in process equipment or reagents. It lays the foundation for successful and trouble-free wellbore completion, as well as reduces or minimizes dependence on expensive compensatory technologies during drilling.

Keywords: friction force, horizontal drilling, trajectory optimization, oscillator, drilling mud, lubricant additives, rotary steerable system, friction coefficient, well design.

For citation. Baikovsky D. I. A comprehensive analysis of methods for reducing friction force when drilling wells with an extended horizontal end. *Oil and gas engineering*, 2026, no. 1 (4), pp. 52–61 (in Russian).

Введение. В последние десятилетия бурение горизонтальных скважин (ГС) стало ключевым этапом разработки месторождений углеводородов (УВ), особенно в условиях истощения традиционных запасов и роста спроса на энергоресурсы [1, 2]. Пре-

имущества таких скважин неоспоримы: значительное увеличение площади контакта с продуктивным пластом, повышение коэффициента охвата и, как следствие, конечного коэффициента извлечения нефти (КИН). В условиях разработки трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), сосредоточенных в низкопроницаемых и ультранизкопроницаемых коллекторах, комбинация горизонтального бурения с оптимальным азимутальным направлением и многозонным гидравлическим разрывом пласта (МГРП) позволяет создать обширную зону дренирования с высокой проводимостью [3–5]. Это обеспечивает не только значительный начальный дебит, но и продолжительный эффект, повышая общую рентабельность разработки месторождения.

Однако прогресс в области увеличения длины горизонтального участка наталкивается на серьезные технологические барьеры [6]. Ключевой проблемой, когда в качестве привода долота в компоновке низа бурильной колонны (КНБК) используется винтовой забойный двигатель (ВЗД), является резкое возрастание силы трения при контакте бурильной колонны (БК) со стенками ствола скважины с протяженным горизонтальным окончанием в процессе спуска, подъема и бурения, особенно в резко искривленных участках. Высокое сопротивление приводит к невозможности передачи необходимой осевой нагрузки на долото, вызывает повышенный износ оборудования и риск дифференциального прихвата. В критических ситуациях делает дальнейшее углубление технически невыполнимым или экономически нецелесообразным. Таким образом, задача эффективного снижения силы трения становится ключевым фактором для обеспечения успешной проводки ствола скважины и достижения заданных проектных целей.

Цель работы. Системный анализ существующих методов снижения силы трения при бурении горизонтальных скважин, оценка их эффективности, ограничений и экономической составляющей для обоснования оптимальной стратегии проектирования и проводки скважин.

Методика проведения исследований. Данная методика включает:

1. Аналитический обзор научно-технической литературы и отраслевых стандартов.
2. Сравнительный анализ технологических решений на основе данных успешного и неуспешного опыта их применения на месторождениях Западной Сибири и других регионов.
3. Практический опыт автора в области проектирования и сопровождения бурения сложнопрофильных скважин с протяженным горизонтальным окончанием.

Описание работы. Для комплексного решения снижения трения при продольном перемещении бурильной и обсадной колонн по стволу скважины в промышленности сформировался набор методов, которые можно систематизировать по трем основным группам: механические, технологические и химические.

Механические методы – данная группа методов предполагает использование специального оборудования, интегрируемого в БК для непосредственного воздействия на характер контакта со стенкой скважины.

Применение вибрационных технологий (осцилляторы или вибраторы): принцип действия основан на генерации низкочастотных колебаний, которые преобразуют статическое трение в динамическое, что снижает сопротивление движению БК. На кустовых площадках одного из месторождений Западной Сибири для решения проблемы повышенного трения на участках с интенсивным пространственным искривлением, (набор зенитного угла с 25 до 85° и одновременным разворотом по азимуту) при бурении в составе КНБК применялись осцилляторы. Ключевым достижением стало снижение коэффициента трения, которое стало основой для комплексного улучшения всех технологических показателей. Уменьшение коэффициента трения непосредственно проявилось в стабилизации параметров бурения: отсутствие срывов

и подвисаний КНБК при выставлении, снижение веса на крюке относительно расчетных значений и улучшение управляемости траекторией в режиме «слайдирования». Снижение трения позволило минимизировать риск дифференциального прихвата и одновременно создать условия для оптимизации рецептуры бурового раствора за счет сокращения интенсивности ввода смазывающих добавок. Сравнительный анализ с реперными скважинами на этих же кустовых площадках, где не применялся осциллятор, подтвердил, что достигнутое снижение трения стало непосредственной причиной устойчивого роста производительности бурения: увеличение механической скорости на 5–10 % и повышение рейсовой скорости с 20–25 м/ч до 25–32 м/ч [7]. Таким образом, все зафиксированные положительные технологические эффекты – от улучшения управляемости до роста скорости проходки и снижения рисков в процессе бурения – имеют единую первопричину, а именно: снижение коэффициента трения. Эффективность технологии доказана. Она позволяет преобразовать статическое трение в динамическое, что облегчает передачу нагрузки и момента. Главный недостаток – дополнительные затраты на дорогостоящее оборудование, а также потенциальный риск усталостного повреждения резьбовых соединений БК и телеметрического оборудования от циклических нагрузок.

Использование центраторов, калибраторов и роликовых опор [8, 9]. Данные элементы предназначены для уменьшения площади контакта, а как следствие – и сил нормальной реакции стенок скважины. Современные пружинные центраторы эффективны для центрирования колонны при цементировании и на участках с умеренной кривизной. Однако в интервалах с интенсивным набором зенитного угла и на длинных горизонтальных участках их эффективность резко падает. Пружины могут разрушаться от усталости, а сами центраторы не способны кардинально снизить трение в условиях высоких боковых нагрузок. Роликовые опоры, хотя и менее распространены, показывают лучшие результаты, но их применение – еще более затратное и повышает риск осложнений, связанных с обломками механических частей.

Применение системы верхнего привода (СВП) [10, 11] – это важный элемент современной буровой установки. Представляет собой подвижный вращатель, совмещающий функции вертлюга и ротора, оснащенный комплексом средств для работы с бурильными и обсадными трубами при выполнении спуско-подъемных операций (СПО). Система верхнего привода является высокотехнологичным решением, которое обладает рядом очевидных преимуществ по сравнению с традиционными элементами буровой установки (ротор и вертлюг). Критически важным является вклад СВП не только в обеспечение безопасности, автоматизации и экономии времени при проведении буровых работ, но и в борьбу с высоким коэффициентом трения, что особенно актуально при бурении сложнопрофильных скважин с протяженным горизонтальным окончанием. За счет возможности непрерывного вращения бурильной колонны как при подъеме, так и при спуске бурильных и обсадных труб в скважину появилась возможность преобразовывать статическое трение в динамическое, что значительно снижает осевое сопротивление и риск прихвата при любых СПО. Система верхнего привода трансформировала процессы бурения скважин с протяженным горизонтальным окончанием, сделав их не только технически осуществимыми, но и экономически эффективными за счет повышения безопасности и коммерческой скорости бурения. Как и любой метод, связанный с непрерывным вращением всей бурильной колонны, использование такого функционала СВП вызывает прогрессирующий износ как бурильных труб (особенно в зонах контакта с переходами диаметров), так и внутренней поверхности обсадных колонн. Данный фактор требует взвешенного технологического подхода, включающего тщательный мониторинг состояния БК и обоснованное ограничение приме-

ния непрерывного вращения для минимизации рисков преждевременного усталостного износа бурильных труб.

Технологические методы – эта группа методов связана с оптимизацией самого процесса бурения.

Применение роторно-управляемой системы (РУС). Роторно-управляемая система позволяет вращать всю БК с поверхности при одновременном управлении пространственным положением забойного двигателя. Это один из самых эффективных методов. При продольном перемещении колонны бурильных труб в скважине с вращением значительная часть силы трения скольжения конвертируется в момент вращения, что резко снижает осевое сопротивление. Однако данный метод имеет серьезные системные недостатки: катастрофически высокий износ обсадных и бурильных колонн, значительное увеличение нагрузки на буровую установку и кратный рост стоимости буровых работ по сравнению с использованием стандартного винтового забойного двигателя (ВЗД). Экономическая целесообразность его применения должна быть тщательно просчитана.

Оптимизация траектории скважины [12, 13] на стадии проектирования. Данный метод предполагает тщательное моделирование и выбор такой пространственной конфигурации ствола, которая минимизирует контактные силы и трение на всей его протяженности. Ключевым параметром является не просто «сглаживание» профиля, а управление так называемой «касательной силой» – силой, с которой БК прижимается к стенке скважины. Современное программное обеспечение для проектирования (например, Landmark COMPASS, Schlumberger INTERSECT) позволяет проводить детальное моделирование с учетом калиброванных данных о трении для конкретного месторождения. Путем варьирования параметрами траектории (радиусов искривления, длин прямолинейных участков, точки отклонения от вертикали) можно спроектировать траекторию, которая избегает участков с критическими значениями касательной силы или минимизирует эту силу. Этот метод не требует прямых дополнительных финансовых затрат. Затраты на работу инженера-проектировщика и лицензии на программное обеспечение (ПО) являются стандартными для любого современного проекта. Все последующие методы (осцилляторы, смазки и т. д.) направлены на снижение силы трения, которая могла быть минимизирована на этапе проектирования. Игнорирование этого этапа неизбежно ведет к росту операционных расходов.

Бурение на обсадной колонне [14, 15]. Технология, при которой обсадная колонна используется в качестве бурильной. Несмотря на то, что в некоторых научных источниках ряд авторов данный способ классифицирует как один из технологических методов борьбы с трением, автор настоящей статьи полагает, что это некорректно. Ключевые преимущества такой технологии заключаются в решении таких проблем, как обрушение неустойчивых, слабосцементированных пород и поглощение бурового раствора за счет немедленного крепления стенок ствола скважины в момент непосредственного бурения. Однако механизм действия такой технологии не направлен на прямое снижение коэффициента трения между обсадной колонной и стенками скважины.

Химические методы – основаны на улучшении смазывающих свойств бурового раствора.

Применение растворов на углеводородной основе (РУО) и смазочных добавок [16–19]. Раствор на углеродной основе обеспечивает не только высокое качество вскрытия продуктивных пластов и обладает высокой ингибирующей способностью, стабильностью своих свойств в широком диапазоне температур, а также изначально характеризуется повышенными смазывающими свойствами, которые способствуют снижению коэффициента трения в отличие от стандартных растворов. Для более де-

шевых растворов на водной основе применяются смазочные добавки: на основе нефти, полигликолей, полимеров, графена, синтетических эмульсий. Самой распространенной смазочной добавкой является нефть. К примеру, при добавлении 5–10 % нефти в необработанный буровой раствор, сила трения уменьшится на 20–30 % между металлической поверхностью и глинистой коркой. Введение в нефть графита в количестве 0,6 % позволяет снизить количество прихватов, уменьшить время на их ликвидацию в 1,5–5 раз и увеличить проходку на долото 5–10 % [20].

Лабораторные и промысловые испытания показывают, что эффективные добавки способны снижать коэффициент трения на 25–60 %. Проведенные компанией ООО «Реагент» лабораторные исследования добавки Dgeel Free показали, что ее содержание в буровом растворе в 0,5 % при плотности раствора 1150 кг/м³ позволило снизить коэффициент трения до 40 % [21]. Высококачественные РУО и импортные добавки значительно удорожают стоимость бурового раствора, что может сделать их применение нерентабельным на ряде проектов. Многие добавки влияют на вязкость, стабильность и фильтрацию раствора, некоторые токсичны. Повышенные температуры в глубоких скважинах сопряжены с воздействием экстремальных термических режимов, под влиянием которых может происходить ухудшение характеристик и разрушение молекулярной структуры отдельных типов смазок, в результате чего смазка утрачивает свои функциональные свойства.

Кроме того, применяемые гидрофобные компоненты способны провоцировать засорение порового пространства вблизи скважины, что ведет к существенному ухудшению фильтрационных характеристик пласта и является причиной пониженного дебита.

Системы поверхностной осцилляции. В последние годы получили активное развитие. Это метод, занимающий промежуточное положение между механическими и технологическими решениями. Все преимущества системы поверхностной осцилляции проистекают из одного фундаментального явления – снижения силы сопротивления движению БК на поверхности ее контакта со стенкой скважины. В отличие от забойных осцилляторов колебания генерируются не внизу БК, а на устье скважины с помощью специального модуля, интегрированного в состав бурового оборудования (например, СВП). За счет таких малоамплитудных возвратно-поступательных колебаний в точках контакта БК со стенками скважины статическое трение не успевает возникнуть. В результате большая часть БК постоянно находится в режиме динамического трения, коэффициент которого на 25–40 % ниже, чем у трения покоя. Важно отметить, что эти колебания, вызванные на устье, эффективно демпфируются по длине БК и не достигают КНБК. Это позволяет забойному двигателю сохранять свое ориентационное положение неизменным, что критически важно для управления траекторией. Для минимизации побочных эффектов система работает по синусоидальной функции с длинной фазой ускорения, что позволяет избежать возникновения разрушительных волн крутящего момента и их влияния на БК.

Особую эффективность система поверхностной осцилляции демонстрирует при совместном использовании осциллятора в КНБК с ВЗД. Эта комбинация обеспечивает создание динамического трения как в верхней, так и в нижней части БК, заменяя собой статическое трение (рис. 1).

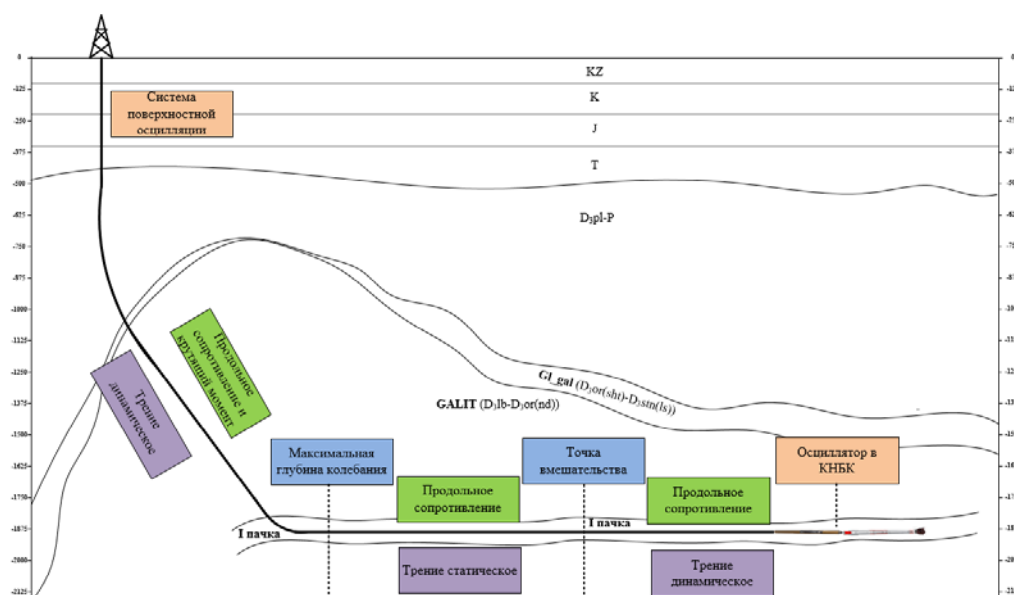


Рис. 1. Схема совместного применения системы поверхностной осцилляции и осциллятора в КНБК с ВЗД

Fig. 1. Schematic diagram of the combined use of a surface oscillation system and an oscillator in a bottomhole assembly with a downhole motor

Применение данной системы в связке со стандартной КНБК на базе винтового забойного двигателя (ВЗД) обеспечивает ряд ключевых преимуществ:

- Снижение потерь осевой нагрузки на трение. Это прямое следствие перехода на динамическое трение. Энергия, ранее расходовавшаяся на преодоление страгивающей нагрузки, теперь направляется непосредственно на долото.
- Увеличение глубины доведения необходимой нагрузки на долото. За счет снижения сопротивления появляется возможность эффективно передавать вес на забой даже в сверхдлинных горизонтальных участках, где ранее это было физически невозможно без дорогостоящих решений.
- Эффективное использование стандартной КНБК с ВЗД. Технология раскрывает полный потенциал классической, надежной и экономичной компоновки, отодвигая необходимость применения более дорогих роторных управляемых систем (РУС) для бурения скважин с протяженным горизонтальным окончанием.
- Повышенная механическая скорость проходки.
- Непрерывное перераспределение нормальных (прижимающих) точек критического напряжения БК. Система постоянно «встряхивает» колонну, предотвращая образование зон с критическим напряжением.
- Снижение риска прихватов. Подвижность колонны является лучшей профилактикой прихватов.

Системы поверхностной осцилляции зарекомендовали себя как рентабельная и высокотехнологичная альтернатива забойным осцилляторам, предлагая сопоставимую эффективность при большей надежности и меньших эксплуатационных затратах. Несмотря на свою эффективность, использование такой системы сопряжено с рядом ограничений и рисков. Ключевой проблемой остается усталостное разрушение буровых труб. Возвратно-поступательные движения создают в трубах циклические напряжения. В местах с концентраторами напряжений (резьбовые соединения, сварные швы, зоны коррозии) могут возникать и развиваться усталостные трещины, в

перспективе приводящие к отрыву колонны. Также сюда можно отнести такие технологические риски, как:

- сложность управления и калибровки. Неправильная настройка параметров (угол поворота, скорость, частота) может свести на нет всю эффективность или, что хуже, усугубить ситуацию, увеличив вибрации и риск усталости;

- отрицательное влияние на некоторые телеметрические системы. Системы с гидравлическим каналом связи (импульсы давления) могут испытывать помехи от работы системы поверхностной осцилляции, так как она создает собственные колебания давления в буровом растворе. Это может привести к потере связи с забойным инструментом;

- ограниченная эффективность в сильно искривленных стволах, где сопротивление может быть настолько велико, что малоамплитудных колебаний будет недостаточно для его преодоления.

Заключение. Проведенный комплексный анализ современных методов снижения силы трения при бурении горизонтальных скважин демонстрирует широкий арсенал доступных технологий. Каждый из рассмотренных методов (механические решения, технологические приемы, химические методы или системы поверхностной осцилляции) имеет свою нишу применения и может показывать высокую эффективность в определенных геолого-технических условиях как по отдельности, так и в комбинации между собой. Тем не менее почти все эти технологии, за одним ключевым исключением, сопряжены со значительными прямыми дополнительными затратами. Аренда забойных осцилляторов и РУС, приобретение дорогостоящих смазочных добавок или переход на растворы на углеводородной основе – все это существенно увеличивает сметную стоимость метра проходки, снижая общую рентабельность разработки месторождения. Единственным методом снижения силы трения, который не только не требует прямых дополнительных капиталовложений, но и закладывает основу для всей последующей экономически эффективной проводки скважины, является оптимизация ее траектории на стадии проектирования. При этом для достижения максимального эффекта необходим индивидуальный, а не шаблонный подход к проектированию траектории скважины с протяженным горизонтальным окончанием. Разработка планового профиля должна адаптироваться под конкретные условия, требования и ограничения в рамках одного месторождения. Инвестиции времени и интеллектуальных ресурсов в этап проектирования многократно окупаются за счет снижения рисков осложнений, непредвиденных ситуаций и минимизации потребности в дорогостоящих технологиях. Таким образом, проектирование оптимальной траектории должно рассматриваться не как один из возможных вариантов, а как обязательная и первоочередная процедура в цикле строительства любой сложнопрофильной скважины с протяженным горизонтальным окончанием.

Литература

1. Глухачев, И. О. Эффективность и перспективы развития технологии горизонтального бурения / И. О. Глухачев, С. Ю. Борхович, В. Р. Драчук // Управление техносферой. – 2024. – Т. 7, вып. 1. – С. 116–124. – URL: <https://technosphere-ing.ru> (дата обращения: 02.03.2026).
2. Состояние и перспективы горизонтального бурения в России / В. В. Кульчицкий, А. Я. Закиров, В. П. Овчинников [и др.] // Бурение и нефть. – 2020. – № 10. – С. 11–19.
3. Байковский, Д. И. Определение оптимального направления траектории бурения горизонтального ствола с учетом вектора главных горизонтальных напряжений для повышения эффективности гидравлического разрыва пласта / Д. И. Байковский // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2022. – № 6 (132). – С. 40–48.

4. Жуковский, А. М. Геомеханическое обоснование выбора направления бурения скважин с гидроразрывом пласта для увеличения объемов добычи нефти на месторождениях Беларуси / А. М. Жуковский, Р. Е. Гутман // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2024. – № 3 (141). – С. 16–22.
5. Прищепа, О. М. Подходы к оценке доманиковых отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции как нетрадиционных источников углеводородов / О. М. Прищепа, А. А. Суханов, И. Р. Макарова // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9, № 4. – С. 12.
6. Байковский, Д. И. Технологические факторы, определяющие протяженность горизонтальной скважины в условиях I–III пачки Речицкого месторождения / Д. И. Байковский, П. В. Ревяков, А. Б. Невзорова // Горная механика и машиностроение. – 2024. – № 4. – С. 109–113.
7. Мелюхов, Е. В. Применение осциллятора для повышения эффективности строительства скважин на Еты-Пуровском месторождении / Е. В. Мелюхов, М. В. Омелянюк // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 3. – С. 188–190.
8. Обзор классификации опорно-центрирующих элементов и их назначение в бурильной колонне / Н. И. Гирфанова, А. А. Щевелев, Л. М. Левинсон, Ф. Н. Янгиров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 3 (119). – С. 35–46.
9. Патент RU 2362866 C2, МПК E21B 4/20 (2006.01), E21B 7/24 (2006.01). Ударно-вращательное устройство (варианты) : № 2005102136/03 : заявлено 28.01.2005 : опубл. 27.07.2009 / Эддисон А. М., Иннес Р. А. ; заявитель Эндергейдж Лимитед (GB). – URL: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2362866 (дата обращения: 15.01.2026).
10. Нигматов, Л. Г. Преимущества использования системы верхнего привода при бурении наклонных и горизонтальных скважин на нефть и газ / Л. Г. Нигматов // Вестник науки. – 2024. – Т. 1, № 11 (80). – С. 1231–1236.
11. Черник, В. В. Применение верхнего привода при бурении на установках УРАЛМАШ 3Д-86 / В. В. Черник // Вестник Ассоциации буровых подрядчиков. – 2011. – № 4. – С. 43–48.
12. Двойников, М. В. Исследование технико-технологических параметров бурения наклонных скважин / М. В. Двойников // Записки Горного института. – 2017. – № 223. – С. 86–92.
13. Ошибков, А. В. Анализ результатов исследований профилей наклонно-направленных скважин на основе трансцендентных кривых / А. В. Ошибков, Д. Д. Водорезов, М. В. Двойников // Нефть и газ. – 2014. – № 3. – С. 53–57.
14. Малюков, В. П. Применение технологии бурения на обсадных трубах для вскрытия продуктивных горизонтов углеводородных месторождений / В. П. Малюков, М. А. Траоре // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. – 2017. – Т. 18, № 4. – С. 472–479.
15. Андреев, Н. Л. Технология бурения обсадными трубами интервалов многолетнемерзлых горных пород / Н. Л. Андреев // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 4. – С. 6–11.
16. Патент RU 2386656 C1, МПК C09K 8/28 (2006.01). Буровой раствор для строительства скважин в осложненных условиях, преимущественно для бурения пологих и горизонтальных скважин : № 2008144851/03 : заявлено 13.11.2008 : опубл. 20.04.2010 / Фефелов Ю. В., Карасев Д. В., Нацепинская А. М., Гребнева Ф. Н., Гаршина О. В., Некрасова И. Л., Зубенин А. Н., Кардышев М. Н. ; заявитель ООО «Пермский научно-исследовательский и проектный институт нефти» (RU). – URL: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2386656 (дата обращения: 22.01.2026).
17. Патент RU 2347796 C1, МПК C09K 8/035 (2006.01). Смазочный реагент для буровых промывочных жидкостей «СТ-7» и способ его получения : № 2007116915/03 : заявлено 04.05.2007 : опубл. 27.02.2009 / Гунин С. В., Годунов Е. Б. ; заявители Гунин С. В., Годунов Е. Б. (RU). – URL: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2347796 (дата обращения: 27.01.2026).

18. Троицкий, В. Н. Буровые растворы на углеводородной основе с применением органобентонита / В. Н. Троицкий, А. М. Файнштейн // Бурение и нефть. – 2010. – № 3. – С. 42–43.
19. Преимущества применения буровых растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин / В. Ю. Гришковец, Ю. С. Давыдов, Т. А. Редкин [и др.] // Известия Сибирского отделения Секции наук о земле Российской академии естественных наук. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2013. – № 2 (43). – С. 95–102.
20. Хузина, Л. Б. Методы снижения сил трения при разработке месторождений горизонтальными скважинами / Л. Б. Хузина, Л. В. Петрова, С. В. Любимова // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 5. – С. 62–68.
21. Любимова, С. В. Техничко-технологическое решение для снижения коэффициента трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком / С. В. Любимова, Л. Б. Хузина // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 2. – С. 194–203.

References

1. Glukhachev I. O., Borkhovich S. Yu., Drachuk V. R. Efficiency and prospects of horizontal drilling technology development. *Upravlenie tekhnosferoi = Technosphere Management*, 2024, vol. 7, iss. 1, pp. 116–124. Available at: <https://technosphere-ing.ru> (accessed 12 March 2026) (in Russian).
2. Kul'chitskii V. V., Zakirov A. Ya, Ovchinnikov V. P., Shcherbakov A. V., Bannov E. A., Nikonov V. A. Status and prospects of horizontal drilling in Russia. *Burenie i neft'*, 2020, no. 10, pp. 11–19 (in Russian).
3. Baikovskii D. I. Determination of the optimal direction of the horizontal wellbore trajectory taking into account the vector of principal horizontal stresses to increase hydraulic fracturing efficiency. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2022, no. 6 (132), pp. 40–48 (in Russian).
4. Zhukovskii A. M., Gutman R. E. Geomechanical justification of choosing the drilling direction for wells with hydraulic fracturing to increase oil production at Belarusian fields. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2024, no. 3(141), pp. 16–22 (in Russian).
5. Prishchepa O. M., Sukhanov A. A., Makarova I. R. Approaches to the assessment of the Domanik deposits of the Timan-Pechora oil and gas province as unconventional hydrocarbon sources. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*, 2014, vol. 9, no. 4, p. 12 (in Russian).
6. Baikovskii D. I., Revyakov P. V., Nevzorova A. B. Technological factors determining the horizontal well length in the conditions of I–III formations of the Rechitsa field. *Gornaya mekhanika i mashinostroyeniye*, 2024, no. 4, pp. 109–113 (in Russian).
7. Melyukhov E. V., Omel'yanyuk M. V. Omelyanyuk M. V. Application of an oscillator to improve drilling efficiency at the Ety-Purovskoye field. *Bulatovskie chteniya*, 2018, vol. 3, pp. 188–190 (in Russian).
8. Girfanova N. I., Shchevelev A. A., Levinson L. M., Yangirov F. N. Review of the classification of centralizing elements and their purpose in the drill string. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefti i nefteproduktov = Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2019, no. 3 (119), pp. 35–46 (in Russian).
9. Eddison A. M., Innes R. A. Percussion-rotary facility (versions). Patent RU. no. 2362866 C2, 2009. (in Russian). Available at: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RU PAT&DocNumber=2362866 (accessed 15 January 2026).
10. Nigmatov L. G. Advantages of using a top drive system in drilling deviated and horizontal oil and gas wells. *Vestnik nauki*, 2024, vol. 1, no. 11 (80), pp. 1231–1236 (in Russian).
11. Chernik V. V. Application of top drive in drilling on URALMASH 3D-86 rigs. *Vestnik Assotsiatsii burovyykh podryadchikov*, 2011, no. 4, pp. 43–48 (in Russian).
12. Dvoynikov M. V. Study of technical and technological parameters of directional drilling. *Zapiski Gornogo instituta*, 2017, no. 223, pp. 86–92 (in Russian).

13. Oshibkov A. V., Vodorezov D. D., Dvoynikov M. V. Analysis of the research results of directional well profiles based on transcendental curves. *Neft'i gaz*, 2014, no. 3, pp. 53–57 (in Russian).
14. Malyukov V. P., Traore M. A. Application of casing drilling technology for penetrating productive horizons of hydrocarbon fields. *Vestnik Rossiiskogo universiteta druzhby narodov. Seriya: Inzhenernye issledovaniya = Bulletin of Peoples' Friendship University of Russia. Series: Engineering researches*, 2017, vol. 18, no. 4, pp. 472–479 (in Russian).
15. Andreev N. L. Casing drilling technology in permafrost rock intervals. *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti = Science and Technology in the Gas Industry*, 2010, no. 4, pp. 6–11 (in Russian).
16. Fefelov Yu. V., Karasev D. V., Natsepinskaya A. M., Grebneva F. N., Garshina O. V., Nekrasova I. L., Zubenin A. N., Kardyshev M. N. Drilling fluid for well construction in difficult conditions, mainly for drilling extended-reach wells and horizontal wells. Patent RU. no. 2386656 C1, 2010 (in Russian). Available at: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2386656 (accessed 22 January 2026).
17. Gunin S. V., Godunov E. B. Lubricant reagent for drilling fluids “ST-7” and method for its preparation. Patent RU. no. 2347796 C1, 2009 (in Russian). Available at: https://www.fips.ru/registers-doc-view/fips_servlet?DB=RUPAT&DocNumber=2347796 (accessed 27 January 2026).
18. Troitskii V. N., Fainshtein A. M. Oil-based drilling fluids using organobentonite. *Burenie i nef't*, 2010, no. 3, pp. 42–43 (in Russian).
19. Grishkovets V. Yu., Davydov Yu. S., Redkin T. A., Nikolaeva L. V., Karpikov A. V. Advantages of using oil-based drilling fluids in oil and gas well drilling. *Izvestiya Sibirskogo otdeleniya Sektsii nauk o zemle Rossiiskoi akademii estestvennykh nauk. Geologiya, poiski i razvedka rudnykh mestorozhdenij*, 2013, no. 2 (43), pp. 95–102 (in Russian).
20. Khuzina L. B., Petrova L. V., Lyubimova S. V. Methods for reducing friction forces in field development by horizontal wells. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 5, pp. 62–68 (in Russian).
21. Lyubimova S. V., Khuzina L. B. Technical and technological solution to reduce the friction coefficient of the drill string against the wellbore walls when drilling wells with a horizontal section. *Neftegazovoe delo*, 2012, no. 2, pp. 194–203 (in Russian).

Информация об авторах

Байковский Денис Игоревич – инженер проектировщик 2 категории отдела проектирования строительства скважин службы подготовки геологических данных. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: d.baykovsky@beloil.by

Information about the authors

Baykovsky Denis Igorevich – design engineer 2 category well construction design department, geological data preparation service. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: d.baykovsky@beloil.by

Поступила в редакцию 12.03.2026